

# Power-to-Gas: Potenziale, Grenzen und Geschäftsmodelle

Von  
Dorothee dos Santos

-  
14. Januar 2021

## Update:

Mit rund 700 Mio. € will die Bundesregierung bis 2025 [drei Wasserstoff-Leitprojekte](#) fördern, die im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Wasserstoffrepublik Deutschland“ ausgewählt wurden. Wir haben die [Liste der wichtigen Forschungsprojekte](#) entsprechend ergänzt. (14. Januar 2021)

**An den Potenzialen von [Power-to-Gas](#) scheiden sich die Geister. Die einen erachten die Technologie als zentral für eine erfolgreiche Sektorkopplung, gerade, wenn es darum geht, im Sommer Energie für die Wintermonate zu speichern. Andere halten [Power-to-Gas](#) schlichtweg für zu teuer. Doch wie hoch ist das Potenzial für eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads? Wie stark können in Zukunft die Investitionskosten gesenkt werden? Wann wird [Power-to-Gas](#) voraussichtlich wirtschaftlich sein?**

Mit diesen Fragen beschäftigt sich dieses Dossier, das fortlaufend aktualisiert wird. Gemeinsam mit dem gleichnamigen EUWID-Report, der in gedruckter Form erschienen ist, bildet es das neue [Report & Dossier-Angebot zum Thema Power-to-Gas](#). Kunden können nach dem Kauf sämtliche Artikel abrufen, auf die das Dossier verweist. Der gedruckte Report wird Käufern nach der Bestellung zugesandt. Einen Einstieg in die Thematik bietet der Leittext aus dem Report, den Sie [hier abrufen](#) können.

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien gewinnt die Energiespeicherung immer mehr an Bedeutung. Kurzzeitige Schwankungen können durch viele Speicherarten wie beispielsweise Batteriespeicher ausgeglichen werden. Zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen in Stromnachfrage und -angebot eignen sich prinzipiell verschiedene Speicherarten, allerdings sind bestimmte technische Voraussetzungen zwingend zu erfüllen. Dazu zählt, dass saisonale Speicher eine hohe Speicherkapazität aufweisen müssen. Des Weiteren dürfen die Energieverluste auch bei der Speicherung über längere Zeiten nicht sehr hoch sind.

## **SIND POWER-TO-GAS-ANLAGEN ZUR LANGFRISTIGEN SPEICHERUNG VON STROM GEEIGNET? WAS SIND DIE ALTERNATIVEN?**

Damit der Einsatz von saisonalen Speichern auch wirtschaftlich ist, müssen die spezifischen Kosten (d. h. die Kosten pro eingespeicherter Kilowattstunde) niedrig sein. Da bei einem

saisonalen Speicher höchstens einige Male pro Jahr ein- und ausgespeichert wird, wären sonst die Kosten pro umgesetzter Kilowattstunde zu hoch. Deshalb sind beispielsweise Batterien als saisonale Speicher nicht geeignet, selbst wenn ihre Selbstentladung sehr gering ist. Bisher genutzte Erdgasspeicher lohnen sich nicht mehr, da sich die Erdgaspreise zwischen Sommer und Winter nicht mehr erheblich unterscheiden.

## **GASNETZBETREIBER INTERESSIEREN SICH ZUNEHMEND FÜR POWER-TO-GAS**

In der Folge plant beispielsweise die Berliner Erdgasspeicher GmbH (BES) nun ein Power-to-Gas-Projekt. Auch Netze BW setzt sich mit dem Thema auseinander und will testen, ob in einem abgegrenzten Bereich auch 30 Prozent Wasserstoff ins Erdgasnetz gespeist werden können. Anfang 2020 meldete der Ferngasnetzbetreiber Ontras eine Kooperation mit zwei Partnern. Gegenstand ist unter anderem ein verbesserter Informationsaustausch zum Thema Wasserstoff-Beimischung im Gasnetz.

Gasnetz-Betreiber OGE hat gemeinsam mit dem Tüv Süd und der Unternehmensberatung Horváth & Partners den Projektentwickler evety gegründet. Evety wird die Kompetenzen der drei Partner bündeln und Lösungen für die verschiedenen Anwendungsbereiche von grünen Wasserstofftechnologien anbieten.

In den Niederlanden plant der Gasnetzbetreiber Gasunie mit dem Rotterdamer Hafen ein Großprojekt. Eine Wasserstoffleitung soll durch das Rotterdamer Hafen- und Industriegebiet gelegt werden, die mit einem niederländischen Wasserstoffnetz sowie einer deutschen Pipeline verbunden werden soll. Über die Leitungen soll dann importierter Wasserstoff sowie im Hafen erzeugter Wasserstoff transportiert werden.

## **STAHLINDUSTRIE HAT BEI DEKARBONISIERUNG KEINE ANDERE WAHL**

Die Stahlproduktion ist für rund 30 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie verantwortlich und kann nicht elektrifiziert werden. Deswegen soll grüner Wasserstoff in Zukunft eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der Strahlproduktion spielen. Das betonte das Bundeswirtschaftsministerium bei der Vorlage des “Handlungskonzepts Stahl“, das Mitte Juli vom Bundeskabinett beschlossen wurde. In dem Konzept werden nicht nur geplante Maßnahmen ausgeführt, sondern es wird auch ein Überblick über bestehende Förderprogramme für den Einsatz von Wasserstoff in der Stahlindustrie geschaffen.

Um künftig grünen Wasserstoff für die Stahlproduktion nutzen zu können, sind einige Stahlhersteller bereits Kooperationen mit Akteuren aus der Energiewirtschaft eingegangen. Ein Beispiel ist die Zusammenarbeit des Energieunternehmens EWE, der EWE-Tochter swb sowie dem Stahlbauer Arcelor Mittal. Im Rahmen der Zusammenarbeit soll eine Power-to-Gas-Anlage in Bremen entstehen, die ein Stahlwerk von Arcelor Mittal versorgen soll. Thyssenkrupp Steel Europe kooperiert mit RWE Generation: Grüner Wasserstoff aus einem Elektrolyseur von RWE soll im Duisburger Stahlwerk von Thyssenkrupp zum Einsatz kommen.

Ebenfalls eine Kooperation – wenn auch ohne die Beteiligung eines Energieversorgers – ist die Salzgitter Flachstahl GmbH eingegangen. Neben dem Stahlhersteller sind an dem [Projekt „GrInHy2.0“](#) Sunfire, Paul Wurth S.A., Tenova SpA, das französische Forschungszentrum CEA sowie die Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH beteiligt. Im Rahmen des Projekts wird erstmals eine Hochtemperatur-Elektrolyse mit einer elektrischen Nennleistung von 720 Kilowatt im industriellen Umfeld eingesetzt.

## Geschäftsmodelle im Bereich Power-to-Gas

Hier finden Sie eine Übersicht, welche [Unternehmen bereits in den Power-to-Gas-Markt einsteigen](#) wollen.

### I. WIRTSCHAFTLICHKEIT

Die Studie [„Betreibermodelle für Stromspeicher“](#) ist im Jahr 2015 zu dem Ergebnis gekommen, dass Pumpspeicher als Langzeitspeicher die günstigste Technologie darstellen. Bei der erwarteten Kostendegression von PtG-Technologien könnten diese nach Ansicht der Forscher zukünftig jedoch ebenfalls kostengünstig als Langzeitspeicher eingesetzt werden.

Auch die Studie [„Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies“](#) vom Imperial College London zeigt, dass Pumpspeicher derzeit bei einer Entladung von über 700 Stunden den günstigsten saisonalen Speicher darstellen. Nach 2030 sinken die nivellierten Speicherkosten (LCOS) von Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff jedoch der Prognose zufolge auf unter 2.000 USD je MWh. Dahingegen prognostizieren die Forscher, dass sich die LCOS von Pumpspeichern voraussichtlich relativ konstant um die 3.600 USD je MWh bewegen werden. LCOS werden dabei als definiert als Gesamtlebenszykluskosten einer Investition in eine Speichertechnologie dividiert durch den kumuliert gelieferten Strom.

### SPEZIFISCHE INVESTITIONSKOSTEN PRO KILOWATT INSTALLIERTE PTG-LEISTUNG NOCH HOCH

Nicht nur der Wirkungsgrad steigt, auch die Investitionskosten werden mit der Kommerzialisierung der Technologie sinken. [Die Strategieplattform Power-to-Gas](#) der Deutschen Energie-Agentur (dena) beziffert die Investitionskosten pro kW elektrischer Leistung von Power-to-Gas-Anlagen je nach Anlagengröße auf 2.500 und 3.500 €. Bei der alkalischen Elektrolyse ist mit Investitionskosten von 1.500 € je kW<sub>el</sub> zu rechnen.

Die [AEE-Meta-Analyse](#) sieht die aktuellen Investitionskosten von Elektrolyseuren in einer Spannweite von 870 bis 3.100 € je kW installierter Leistung. Bereits bis 2030 könnten die Kosten im günstigsten Fall auf 338 € je kW sinken. 2050 bewegen sich die Erwartungen der analysierten Studien auf Werte zwischen rund 145 € je kW und 800 € je kW. Auch eine [Power-to-Gas-Roadmap](#), die im Rahmen des Projekts Store&Go entstanden ist, prognostiziert bis 2050 einen Einbruch der Preise von Elektrolyseuren auf bis zu 175 € je kW Leistung.

Noch sind die spezifischen Investitionen für die Gewinnung von Wasserstoff durch die Erdgasreformierung mit rund 650 € je kW installierter Leistung deutlich geringer. Allerdings

wird die Technologie bereits großtechnisch genutzt, so dass keine signifikanten Kostensprünge erwartet werden. Nach einer [Prognose des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie](#) werden die spezifischen Investitionskosten der Elektrolysetechnologie zwar aufgrund der geringen Marktpenetration auch 2020 noch hoch sein, bis zum Jahr 2050 jedoch durch Skalen-, Lern- und technologische Entwicklungseffekte deutlich sinken. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch eine [Irena-Studie](#), die eine [Wettbewerbsfähigkeit von grünem und blauem Wasserstoff bis spätestens 2030](#) prognostiziert.

Eine [Studie von Wood Mackenzie](#) geht davon aus, dass grüner Wasserstoff schon 2030 wettbewerbsfähig mit Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen sein könnte. Das gelte insbesondere für Australien, aber auch in Japan oder Deutschland sei eine Kostenparität möglich. [Bis 2040 werde fast überall Kostenparität erreicht](#), nur in Saudi-Arabien und den Vereinigten Staaten werde grauer Wasserstoff auch dann noch kostengünstiger sein. Eine [Analyse des Hydrogen Council](#) zeigt, dass eine Skalierung der weltweit installierten Elektrolyseleistung auf bis zu 70 GW dafür sorgen würde, dass grüner und grauer Wasserstoff überall wettbewerbsfähig würden. In einigen Regionen würde schon ein Leistungsausbau auf 40 GW ausreichen, um grünen Wasserstoff konkurrenzfähig zu machen.

Auch eine [Analyse von IHS Markit](#) aus dem Jahr 2020 kommt zu dem Schluss, dass Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 wettbewerbsfähig mit grauem Wasserstoff aus Erdgas sein wird. Der britische Daten- und Informationsdienst erwartet, dass die jährlichen [weltweiten Investitionen in grünen Wasserstoff](#) aufgrund der sinkenden Kosten und politischer Unterstützung bis 2023 eine Milliarde US-Dollar übersteigen werden.

Aurora Energy Research zeigt sich weniger optimistisch. In einer [Studie](#) geht das Marktforschungsunternehmen davon aus, dass [grüner Wasserstoff erst in den 2040er Jahren konkurrenzfähig zu blauem Wasserstoff](#) wird. Aurora Energy Research betont, dass die Kosten vom zukünftigen Bedarf abhängen. Grüner Stoff werde günstiger, wenn er nur zu Zeiten eines überschüssigen Solar- oder Windangebots produziert werde. Deshalb sollte seine Anwendung auf nicht elektrifizierbare Bereiche beschränkt werden. In einer aktuelleren Studie sagt Aurora Energy Research für Europa bis 2050 einen [Bedarf an Wasserstoff von 2.500 TWh](#) voraus, was einem Marktvolumen von 120 Mrd. € entspräche. Dabei sei Deutschland am attraktivsten für Investitionen in grünen Wasserstoff.

Die schweizerische Forschungsinstitution Empa und das PSI kommen in einer [Potenzialanalyse](#) ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die Kosten für Power-to-Gas-Anlagen noch deutlich fallen werden. In der Analyse haben sie die [Gestehungskosten von synthetischem Methan](#), das in Power-to-Gas-Anlagen hergestellt wird, ermittelt. Zudem stellen sie die [Kostenfaktoren am Beispiel einer modellhaften 50-MW-Anlage](#) dar.

## Wird grüner Wasserstoff konkurrenzfähig zu fossil erzeugtem Wasserstoff?

Lesen Sie hier mehr zu den [Kosten der Wasserstoffherzeugung](#).

**WANN WIRD POWER-TO-GAS WIRTSCHAFTLICH?**

Gegenwärtig ist Power-to-Gas wirtschaftlich noch nicht darstellbar. Eine Analyse der AEE vom Dezember 2019 macht deutlich, dass die [Produktionskosten bei „ökologisch sinnvollem, netzdienlichen Anlagenbetrieb“](#) um ein Vielfaches über den Preisen für fossiles Erdgas liegen, rechnet man EEG-Umlage und Netzentgelte mit ein, wird der Faktor 10 weit übertroffen. Wann Power-to-Gas die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreicht, ist schwer abschätzbar.

PtG-Experte Marc Grünewald von MAN Energy Solutions sagte in einem [EUWID-Interview](#), dass auch industrielle Anlagen erst wirtschaftlich werden, wenn alle CO<sub>2</sub>-Emissionen einen Preis bekommen. [Das Augsburger Maschinenbau-Unternehmen bietet bereits industrielle PtG-Anlagen an](#) und rechnet mit sinkenden Kosten durch Skaleneffekte.

Experten, die von der Strategieberatung nymoen im Auftrag der Initiative Zukunft Erdgas befragt wurden, können sich eine [Wirtschaftlichkeit bis etwa 2030](#) vorstellen. Andere Beobachter wie etwa RWE-Vorstandschef Rolf Martin Schmitz gehen davon aus, dass PtG-Anlagen [frühestens 2040 wirtschaftlich zu betreiben](#) sein werden. Energy Brainpool prognostiziert in einer für Greenpeace Energy erstellten [Studie](#), dass Elektrolyseure mit einer Leistung von bis zu 115 GW um das Jahr 2040 in Deutschland wirtschaftlich werden können.

Die Hersteller von Elektrolyseuren stehen dafür bereits in den Startlöchern, die Produktionskapazitäten werden ausgebaut und die Kosten reduziert. Hier finden Sie einen Überblick von Neuigkeiten aus der Branche:

## Elektrolyseur-Hersteller stehen in den Startlöchern

In dieser [Übersicht](#) finden Sie Neuigkeiten rund um Elektrolyseur-Hersteller.

Die Fraunhofer-Gesellschaft geht in ihrer [Wasserstoff-Roadmap](#) davon aus, dass deutsche Hersteller im Jahr 2050 bei Elektrolyse und Brennstoffzellen eine **Wertschöpfung von etwa 32 Mrd. €** erreichen könnten.

## IN WELCHEN ANWENDUNGEN WIRD GRÜNER WASSERSTOFF ZUERST WIRTSCHAFTLICH?

Die „Potenzialstudie Wasserstoff“ von dem Ingenieurunternehmen IPP ESN Power Engineering hat die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Anwendungen untersucht. Dabei kommen die Forscher zu dem Ergebnis, dass [Anwendungen im Bereich der Mobilität zuerst wirtschaftlich](#) werden. Das sei vor allem bei wasserstoffbetriebenen Zügen und Abfallsammelfahrzeugen sowie Bussen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor der Fall. Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen und angesichts der aktuellen Kosten sei jedoch aktuell noch keine der untersuchten Wasserstoff-Anwendung wirtschaftlich.

Auch das Bundesverkehrsministerium sieht in der Wasserstoffmobilität viel Potenzial und fördert folglich [sechs Projekte mit insgesamt 23,5 Mio. €](#). „Wasserstoff, Brennstoffzelle und Strom bewegen die Zukunft. Wir haben in den vergangenen Jahren viele Studien und

Pilotprojekte gesehen. Die brauchen wir jetzt real auf der Straße“, sagte Bundesverkehrsminister Andreas Scheuer (CSU).

## II. TECHNOLOGISCHE FORTSCHRITTE

Gründe für den prognostizierten Rückgang der LCOS sind die erwartete Kommerzialisierung der Produktion, mit der die Investitionskosten sinken werden, sowie ein durch technologische Fortschritte steigender Wirkungsgrad.

Bei der Umwandlung von Solar- oder Windstrom in Wasserstoff über die Elektrolyse geht nämlich ein Teil der eingesetzten Energie als Abwärme verloren. Wird der Wasserstoff dann zu synthetischem Methan aufbereitet, um in beliebiger Menge in das Netz eingespeist zu werden, muss erneut Energie aufgebracht werden, was die Nettobilanz der Umwandlung weiter verschlechtert. Wird das Methan dann wieder etwa über Gaskraftwerke zurückverstromt, bleibt unter dem Strich nur eine geringe Nutzung der ursprünglich eingebrachten Energie übrig.

Nach einer im April 2018 präsentierten [Meta-Studie der Agentur für Erneuerbare Energien \(AEE\)](#) könnte der Wirkungsgrad der Elektrolyse bis 2030 von heute 59 bis 82 Prozent auf immerhin 70 bis 93 Prozent ansteigen. Bis 2050 wird in den Studien ein Wirkungsgrad zwischen 76 und 93 Prozent prognostiziert. Der Prozessschritt der Methanisierung erreiche heute schon einen Wirkungsgrad zwischen 70 und 83 Prozent. Bis 2030 werden zwischen 84 und 89 Prozent erwartet, bis 2050 bis zu 90 Prozent.

Im Rahmen des [rSOC-Projekts](#) soll bis 2021 eine reversible Festoxid-Brennstoffzelle in den Markt eingeführt werden, die im Testbetrieb einen Wirkungsgrad von über 80 Prozent aufgewiesen hat. Damit lässt sich nicht nur mit Hilfe von erneuerbarem Strom Wasserstoff herstellen, sondern auch wieder in Strom und Wärme umwandeln. [Lesen Sie hier mehr über das sogenannte Power-to-Gas-to-Power \(PtGtP\)](#).

Einen [Überblick über die unterschiedlichen Power-to-X-Technologien](#) hat das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie veröffentlicht. Das Institut zeigt dabei auf, welcher Forschungsbedarf bei den einzelnen Verfahren noch besteht.

Einen weiteren Überblick über die Entwicklung der Systemkosten bietet auch folgender Artikel: [Wasserelektrolyse: Welche Technologie wird sich bei der Herstellung von Wasserstoff durchsetzen?](#) Diese chemischen Verfahren zur Produktion von grünem Wasserstoff kommen jedoch nur in Frage, wenn eine Solar- oder Windkraftanlage in der Nähe errichtet werden kann. Es gibt auch Verfahren, die auf den Einsatz von Biomasse setzen. Ein fermentatives Verfahren wird beispielsweise im Rahmen des Projekts [„HyPerFerMent“](#) getestet.

## WELCHE FORSCHUNGSPROJEKTE KÖNNTEN DEN WIRKUNGSGRAD STEIGERN?

Die Ansatzpunkte für eine Verbesserung des Power-to-Gas-Prozesses sind vielfältig – und der [Forschungsbedarf erheblich](#). Es gibt eine Vielzahl von großen und kleinen

Forschungsvorhaben, die sich mit Technologie und Perspektiven von Power-to-Gas im Rahmen von Energiewende und Sektorkopplung befassen.

## Wichtige Forschungsprojekte

Lesen Sie hier mehr zu den [Forschungsprojekten](#), die den Wirkungsgrad der Power-to-Gas-Technologie steigern sollen.

Wichtig für die Wasserstoffforschung wird zukünftig der Standort Görlitz sein, an dem Siemens und die Fraunhofer-Gesellschaft ein [Labor für die Wasserstoffforschung](#) aufbauen wollen. Dort soll die Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff untersucht werden.

### III. RAHMENBEDINGUNGEN

Die Wirtschaftlichkeit von Windgas oder Power-to-Gas wird nicht nur durch Fragen der Anlageneffizienz und -auslastung bestimmt, sondern ist auch abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen. Dass Power-to-X bei der Bundesregierung auf Zustimmung trifft, zeigen die [Nationale Wasserstoffstrategie](#), ein [Power-to-X-Aktionsplan des BMU](#) sowie die geplante Einrichtung von Reallaboren zur Kommerzialisierung der Power-to-Gas-Technologie (siehe unten). In der Folge ist auch mit einem zukünftigen Abbau von Hemmnissen zu rechnen.

Bettina Hennig von der Berliner Kanzlei von Bredow Valentin Herz gibt im [EUWID-Interview](#) einen Überblick über den regulatorischen Rahmen und die Hürden, die PtG und andere Speicherlösungen überspringen müssen. Sönke Tangermann von Greenpeace Energy hat bereits 2017 [im Gespräch mit EUWID](#) auf regulative Nachteile von Power-to-Gas als Speichertechnologie verwiesen. Im Zentrum der Kritik, die auch vom [Bundesverband Energiespeicher \(BVES\)](#) und dem [Verband kommunaler Unternehmen \(VKU\)](#) geäußert wird, steht das Abgaben- und Umlagensystem, das es für strombasierte Lösungen im gegenwärtigen Umfeld mit Blick auf die Sektorkopplung besonders schwer macht.

Wie ein [Markteinführungsprogramm für PtX](#) aussehen könnte, darüber hat sich die „Power to X Allianz“ Gedanken gemacht. [Auch Stefan Kapferer, der scheidende Hauptgeschäftsführer des BDEW, kritisiert die Rahmenbedingungen](#). Wenn sie verbessert werden, kann sich Kapferer sehr gut vorstellen, dass 2050 in Deutschland flächendeckend grüne Gase transportiert und genutzt werden.



Bildquelle: Initiative Zukunft Erdgas

Die [dena empfahl schon vor geraumer Zeit, die Fuel Quality Directive der EU vollständig umzusetzen](#) und im Bundesimmissionsschutzgesetz eine Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe zu verankern. Weitere wichtige Stellgrößen, um Power-to-Gas für das Energiesystem verfügbar zu machen, seien die Förderung der Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan im neuen Gebäudeenergiegesetz sowie ein Anerkennen erneuerbarer Gase in der Industrie im Rahmen des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes.

Rund um die Verabschiedung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (Nabeg) im Jahr 2019 wurden erstmals auch Bedenken geäußert, dass die Chancen an einem entstehenden Markt für „grünen Wasserstoff“ nicht fair verteilt sein könnten. Im Fokus steht das Engagement von Strom- und Gasnetzbetreibern, die Großelektrolyseure errichten und selbst betreiben wollen. „Die Großelektrolyseure könnten, über die von allen Stromkunden zu zahlenden Netzentgelte subventioniert, [Wasserstoff zu Preisen produzieren, mit denen andere Marktteilnehmer nicht konkurrieren können](#)“, lautet die Sorge, die eine Gruppe von Unternehmen im November 2019 formuliert hat.

Eine Gruppe von Energieexperten warnte derweil im August 2019 davor, wesentliche Aspekte der Energiewende wie die Energieeffizienz aus dem Blick zu verlieren, während man auf Power-to-Gas- und Power-to-X wartet. Das Papier mit dem Titel „Effiziente Energiewende jetzt statt warten auf das grüne Gas“ betont die [Notwendigkeit einer forcierten, alle Sektoren umfassenden Effizienzstrategie](#).

## Power-to-Gas: Aktuelle Urteile und Gesetzesänderungen

Sehen sie in unserer [ständig aktualisierten Liste](#), welche aktuellen Urteile und Gesetzesänderungen das Thema Power-to-Gas adressieren.

### REALLABORE SETZEN REGULATORISCHE HEMMNISSE AUßER KRAFT

Ein wichtiger Treiber hin zur Kommerzialisierung der PtG-Technologie sind jedoch sogenannte Reallabore, in deren Rahmen neue Regelungen ausprobiert werden. Mit dem Förderprogramm „**Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende**“ (SINTEG) hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) ein sehr umfangreiches Reallabor im Energiebereich geschaffen, um mögliche neue Regelungen für die Energiewelt von morgen zu entwickeln. Seitdem sind bereits zahlreiche Anträge für Power-to-Gas-Projekte eingereicht worden.

## Reallabore zur Kommerzialisierung der Power-to-Gas-Technologie

Hier finden Sie einen [Überblick über Projekte](#), die sich im **Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“** des Bundeswirtschaftsministerium durchgesetzt haben. Das BMWi hat aus den insgesamt mehr als 90 Vorschlägen im Juli 2019 insgesamt [20 Konsortien als Reallabore ausgewählt](#), 11 von ihnen widmen sich der Wasserstoffwirtschaft.

### IV. AUSBAUPOTENZIAL

Trotz der bisher nicht förderlichen Rahmenbedingungen in Deutschland steigen Anzahl und installierte Leistung von Power-to-Gas-Anlagen seit einigen Jahren stetig an. Das zeigt eine aktualisierte [Übersichtskarte des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches \(DVGW\)](#). Die Karte verzeichnet – neben 16 geplanten und elf abgeschlossenen Projekten – 35 aktuell in Betrieb befindliche Power-to-Gas- und Methanisierungs-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 30 Megawatt.

### WELCHE POWER-TO-GAS-PROJEKTE GIBT ES BEREITS?

Sowohl die Anzahl der Power-to-Gas-Anlagen als auch deren installierte Leistung sind in den vergangenen Jahren stetig gestiegen. Mit Stand April 2019 verzeichnet die DVGW-Karte – neben 16 geplanten und elf abgeschlossenen Projekten – 35 in Betrieb befindliche Power-to-Gas- und Methanisierungs-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 30 Megawatt in Deutschland. Die meisten von ihnen sind Pilot- oder Demonstrationsprojekte in kleinem Maßstab und dienen zu Forschungszwecken. In Hamburg jedoch erzeugt bereits die erste Industrieanlage fünf Megawatt grünes Gas in einer Raffinerie, und zwei ehemalige städtische Versuchsanlagen sind in den dauerhaften Betrieb übergegangen. Die Strategieplattform Power-to-Gas der dena bietet ebenfalls eine [umfangreiche Übersicht zu PtG-Projekten](#). Einen Überblick über laufende [Power-to-X-Forschungsprojekte](#) und [Power-to-X-Industrieanlagen](#) bietet eine interaktive Karte des Kopernikus-Projekts P2X. Die IHK Nord hat eine [Übersichtskarte über Wasserstoffprojekte und Tankstellen in den Nordländern](#) veröffentlicht, zudem zeigt eine Tabelle Details der einzelnen Projekte.

### Laufende Power-to-Gas-Projekte

Hier findet sich eine Auswahl von [richtungsweisenden Power-to-Gas-Projekten](#) in und um Deutschland, über die EUWID Neue Energie in den vergangenen Monaten und Jahren berichtet hat.

### WELCHE REGIONEN WOLLEN DIE WASSERSTOFFERZEUGUNG AUS GRÜNEM STROM FÖRDERN?

Nicht nur die Reallabore wirken sich positiv auf die Industrialisierung von Power-to-Gas-Anlagen aus. **Immer mehr Städte, Regionen und Bundesländer entwickeln Ausbaukonzepte** für grüne Wasserstofftechnologien. Vorne mit dabei sind vor allem Regionen, die einen hohen Anteil volatiler Stromerzeugung haben. Ein Beispiel dafür ist der Norden

Deutschlands mit seinen vielen Windrädern. Aber auch Regionen, die unter der Energiewende leiden wie beispielsweise alte Kohlereviere, setzen auf Innovation.

Einen Schub für die Entwicklung von Wasserstoffstrukturen in Deutschland soll der **Förderwettbewerb "Hyland"** bringen. Im Rahmen des Hyland-Konzeptes werden Kommunen auf ihrem Weg in die Wasserstoffwirtschaft begleitet, je nach Wissensstand als HyStarter, HyExperts oder HyPerformer. [Neun „HyStarter“-Regionen](#), die bisher über wenig Erfahrungen mit Wasserstoff verfügen, wurden bereits im September 2019 ausgewählt. Im Dezember verkündete das Bundesverkehrsministerium dann auch die [Gewinner der Kategorien "HyExpert" und "HyPerformer"](#).

## Regionale Pläne

Hier finden Sie einen Überblick über [regionale Pläne zum Ausbau der "grünen" Wasserstofftechnologie](#).

### WELCHE LEISTUNG VON POWER-TO-GAS-ANLAGEN STREBT DIE BUNDESREGIERUNG AN?

Die Bundesregierung sieht in der [Nationalen Wasserstoffstrategie](#) bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh. Um einen Teil dieses Bedarfs zu decken, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen. Dies entspricht einer grünen Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh und einer benötigten erneuerbaren Strommenge von bis zu 20 TWh. Für den Zeitraum bis 2035 werden nach Möglichkeit weitere 5 GW zugebaut, spätestens bis 2040.

Die [EU-Wasserstoffstrategie](#) sieht vor, dass bis 2024 die Installation von Elektrolyseuren mit mindestens sechs Gigawatt Leistung zur Produktion von bis zu einer Million Tonnen grünen Wasserstoffs gefördert werden. Bis 2030 sollen 40 Gigawatt installiert sein und bis zu zehn Mio. Tonnen erneuerbaren Wasserstoff erzeugen. Das soll der Dekarbonisierung der vorhandenen Wasserstoffproduktion, dem industriellen Bereich wie Chemie und vielleicht noch im Schwerlasttransport dienen.

Sowohl die Ziele Deutschlands als auch der EU sind ambitioniert. Doch welche [Unterschiede gibt es in den beiden Strategien](#)? Das haben Silke Goldberg und Marius Boewe von der Sozietät Herbert Smith Freehills in einer Fachbeitrag herausgearbeitet.

### KANN DER ZUKÜNFTIGE GASBEDARF KOMPLETT DURCH GRÜNGAS GEDECKT WERDEN?

[Das Potenzial von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff und Methan sowie von Biogas hat der DVGW in einer Studie untersucht](#). Bei einem Potenzial von bis zu 250 TWh Biogas könnten Power-to-Gas-Anlagen der DVGW-Studie zufolge zusätzlich 74 bis 164 TWh aus erneuerbaren Energien produzieren – je nach installierter Leistung der Ökostromanlagen. Das gesamte Grüngas-Potenzial von 414 TWh entspricht damit knapp der Hälfte des aktuellen

Gasbedarfs in Deutschland. „Die Nutzung von Gasen und ihren Infrastrukturen ist zudem im Vergleich zu einer reinen Elektrifizierung der Energiesysteme deutlich kostengünstiger“, so der DVGW.

Weiteres Kostensenkungspotenzial besteht, wenn der Anteil von Wasserstoff, der ins Erdgasnetz eingespeist wird, gesteigert werden kann. Denn die Aufbereitung von Wasserstoff zu Methan erhöht die Kosten der Speicherung. Bisher ging der DVGW davon aus, dass zehn Prozent Wasserstoff problemlos im Erdgasnetz gespeichert werden können. Im Jahr 2019 startet der Verband jedoch gemeinsam mit Avacon einen [Versuch, ob nicht auch eine Beimischung von 20 Prozent technisch möglich ist](#).

## V. INTERNATIONALER HANDEL MIT WASSERSTOFF

Das Potenzial zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist in Deutschland begrenzt und damit auch das Potenzial zur Herstellung von grünem Wasserstoff. Bis 2030 sollen laut der [Nationalen Wasserstoffstrategie](#) Anlagen zur Produktion von bis zu 14 Terawattstunden grünen Wasserstoffs aus erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen. Der nationale Bedarf wird allerdings auf 90 bis 110 Terawattstunden geschätzt.

Daher wird Deutschland einen Teil des Wasserstoffs für eigene Anwendungen importieren müssen. Folglich will die Bundesregierung internationale Kooperationen und Partnerschaften rund um das Thema Wasserstoff aufbauen und intensivieren. In der [Nationalen Wasserstoffstrategie](#) sind zwei Mrd. € für den Ausbau internationaler Partnerschaften vorgesehen. Ein [Potenzialatlas zum grünen Wasserstoff](#) soll erarbeitet werden und als „Kompass für weitere Kooperationen“ fungieren. In welchen Ländern die Bundesregierung aktuell ein großes Potenzial für den Export grünen Wasserstoffs sieht und welche Partnerschaften sie schon angestoßen hat, schreibt sie in der [Antwort auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Die Linke](#). Eine [Studie von Wuppertal Institut und DIW ECON](#) arbeitet jedoch mögliche Probleme des Imports heraus und zeigt auf, welche positiven Effekte auf Wertschöpfung und Arbeitsplätze auf der anderen Seite bei einer Produktion in Deutschland entstanden.

Unabhängig von den Plänen der Bundesregierung sind im Ausland schon Projekte in Planung, die eine großtechnische Produktion von grünem Wasserstoff vorsehen:

### Power-to-X-Projekte im Ausland

In Deutschland wird der Bedarf an grünem Wasserstoff aus heimischer Produktion nicht gedeckt werden, daher wird ein großer Teil importiert werden. Welche Projekte im Ausland zukünftig für Deutschland interessant sein könnten, lesen Sie in unserem Überblick über [weltweite Power-to-X-Projekte](#).

## INFRASTRUKTUR FÜR DEN WASSERSTOFFTRANSPORT MUSS AUFGEBAUT WERDEN

Für Deutschland reicht es jedoch nicht, Partnerschaften zu forcieren. [Auch in die Infrastruktur muss investiert werden, forderte der Verband der Chemischen Industrie \(VCI\)](#). „Aufgrund der

riesengroßen Bedarfe an grünem Wasserstoff brauchen wir neben der forcierten Weiterentwicklung unseres Heimatmarktes dringend deutsche Importterminals“, sagte der Landesvorsitzende des Verbands der Chemischen Industrie (VCI), Detlev Wösten, am 29. Juni in Laatzen bei Hannover. Stahlwerke und Raffinerien auch in Norddeutschland bräuchten Wasserstoff „in Riesenmengen, nicht in Apothekenmengen“, betonte der Geschäftsführer des VCI Nord, Jochen Wilkens.

Während im niederländischen [Rotterdam](#) und im belgischen Antwerpen schon entsprechende Projekte angeschoben wurden, besteht in Deutschland noch Handlungsbedarf. Dem VCI zufolge wären die norddeutschen Häfen für den Import von Wasserstoff wegen ihrer Erfahrung bei der Entladung von Gasen und vorhandener Pipelines ideale Standorte. Doch es gibt bereits erste Pläne: [Hamburg](#) will bis 2030 die größten Industriebetriebe im Hafengebiet mit einem eigenen Netz für grünen Wasserstoff versorgen. Dazu soll im ersten Schritt ein Leitungsnetz von zunächst 45 Kilometern Länge eingerichtet werden. Im zweiten Schritt könnten dann auch bereits bestehende Erdgasleitungen umgenutzt werden.

Auch der Transport innerhalb von Europa rückt zunehmend in den Fokus. Im Juli 2020 haben elf Fernleitungsnetzbetreiber das Konzept einer [„Europäischen Wasserstoff Backbone“](#) vorgestellt, das hauptsächlich aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen soll. Auch EWE und Gasunie wollen kooperieren, um ein [deutsch-niederländisches Wasserstoffnetz](#) zu initiieren. In Südeuropa soll [Mallorca zum ersten Wasserstoffknotenpunkt](#) werden.

*(Beitragsbild: Malp – stock.adobe.com)*

*Quelle:*

EUWID-neue Energie vom 14.01.2021

<https://www.euwid-energie.de/dossier-power-to-gas-fuer-die-energiewende/>